

СИМУЛЯЦИЯ ПОТОКА ФЛЮИДОВ В ПЛАСТАХ С ДЕФОРМАЦИОННЫМИ ПОЛОСАМИ ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕФТЕОТДАЧИ И ЕЁ ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТОПОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СЕТИ ДЕФОРМАЦИОННЫХ ПОЛОС ПЕСЧАНИКА ЯСАМАЛЬСКОЙ ДОЛИНЫ

Алхаслы Ш.Б.

Университет Хазар

AZ1096, Баку, Ул. М. Гянджеви, 11: hniknafs@khazar.org

SIMULATION OF FLUIDS' FLOW IN BEDS WITH DEFORMATION BANDS TO ESTIMATE THE RECOVERY FACTOR AND ITS DEPENDENCE UPON THE NETWORK'S TOPOLOGICAL PROPERTIES OF THE SANDSTONE'S DEFORMATIONAL BANDS IN YASAMAL VALLEY

Alkhasli Sh.B.

Khazar University

11, M. Ganjavi Rd., Baku, AZ1096, Azerbaijan: hniknafs@khazar.org

Keywords: *deformational bands, Yasamal Valley, fluid flow simulation in beds with deformational bands, topology of deformational bands*

Summary. The main objective of the work is to estimate recovery factor of deformational bands rich bed of Yasamal Valley and to investigate its dependence upon topological properties of deformational bands network. Balakhany and Sabuncu suites of Yasamal anticline's eastern limb are subject of the study. Fifty geological realizations were created with different scenarios of deformational bands permeabilities. Inputs for generation of these realizations are derived from the digitized bed of Yasamal Valley with abundance of deformational bands. Results of waterflooding simulations show that presence of deformational bands can significantly reduce the final recovery factor. Fifty realizations allow to provide a range of recovery factors to consider the average, less and most likelihood of recovery factor values. The study reveals that reduction of deformational bands permeability to 0 , $2 \cdot 10^{-6}$, $2 \cdot 10^{-5}$, $2 \cdot 10^{-4}$ mDarcy has a significant effect on oil recovery factor, while impact with reduction to $2 \cdot 10^{-3}$ mDarcy is minimal. The same tendency remains in dependence between oil recovery factor and topological parameters. It has been observed, that relationship between final recovery and topological parameters exists. The current study, which is based on the data from Yasamal Valley, provides the methodology for estimating effect of deformational bands on final oil recovery and reveals its dependence upon topological properties (degree of intersections and intensity of deformational bands) of geological models.

© 2019 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Целью данной работы является определение нефтеотдачи пластов с деформационными полосами (ДП) а также выявление зависимости конечной нефтеотдачи от топологических параметров сетки деформационных полос. ДП, впервые описанные Ауди́н и др. (1967), являются тонкими трещинами, заполненными раздробленными зернами породы, приводящими к уменьшению пористости и проницаемости. Данное исследование было проведено на основе песчаника Ясамальской долины (рис. 1а), выбранной в связи с наличием обширных обнажений верхней продуктивной толщи (Alizadeh и др., 1966) и пластов с

большим углом падения и деформационными полосами. Fossen et al. (2017) обобщили результаты обширного анализа деформационных полос, изученных на обнажениях по всему миру. Исследованные стратиграфические свиты Ясамальской долины включают Балаханы и Сабунчи. Для выполнения поставленных целей был выбран песчаник с наличием деформационных полос (рис. 1б, 1в, 1г). Истинная стратиграфическая толщина данного пласта составляет 2.5 метра, угол падения – 87 градусов, и расположен он на восточном крыле Ясамальской долины (рис. 1). Простираение основной видимой части пласта составляет 28 на 6 метров (рис. 1г). Пласт

является неконсолидированным мелкозернистым песчаником без ярко выраженных осадочных структур (рис. 2).

В литературе имеется малое количество работ, в которых рассматривается поток флюидов в пластах с деформационными полосами. Одним из примеров является работа Zuluaga и др. (2016), в которой авторы изучили моноклиналь Сан Рафаэль (штат Юта, США) для исследования взаимосвязи между количеством деформационных полос и углом падения пласта. Деформационные полосы были сгруппированы на основе их ориентации в пространстве. Основным выводом исследования состоял в том, что низкопроницаемые деформационные полосы, расположенные между нагнетающими и добывающими скважинами, приводят к изменению направления потока воды, смывающей нефть. Поскольку поток воды пытается найти пути с наименьшим сопротивлением (т.е. более проницаемые регионы без ДП), снижение проницаемости ДП ведет к задержке времени прорыва воды. Это также позволяет воде смывать больше участков пласта, прежде чем она достигнет добывающих скважин, что приводит к увеличению нефтеотдачи.

Rotevatn и др. (2016) использовали небольшую (1 x 1 м) область обнажения Maghlaq на Мальте с анастомозирующей сеткой деформационных полос для исследования потока флюидов. Поскольку такой размер не является подходящим для моделирования потока жидкости, модель была искусственно увеличена до размера 1 км x 1 км, с двумя добывающими и двумя нагнетательными скважинами, расположенными по углам модели. Исследование показало, что чем меньше проницаемость исходной породы, тем сильнее воздействие деформационных полос на поток флюидов.

Выводы, касающиеся времени прорыва воды и нефтеотдачи нефти, которые были получены в этих исследованиях, не отражают всей сложности проблемы, поскольку деформационные полосы не были представлены детально и были смоделированы косвенно. При построении же модели Ясамальского пласта деформационные полосы были смоделированы явным образом для большей реалистичности симуляции потока флюидов и оценки нефтеотдачи.

Для симуляции потока флюидов в изучаемом пласте были оцифрованы все деформационные полосы пласта, что позволило создать геологическую модель. Это было реализовано посредством сканирования фотографий и последующей обработки всего Ясамальского пласта. Изображения были взяты крупным планом и скомпонованы при помощи программного обеспечения. Стоит отметить, что полевые заметки, в том числе эскизы

расположения деформационных полос, были также взяты для валидации цифровых деформационных полос.

Методология

Следующим этапом является характеристика сети деформационных полос. В данном исследовании были применены два топологических параметра: степень пересечения сети деформационных полос, C_B и интенсивность деформационных полос P_{21} . Для подсчета этих параметров сеть была охарактеризована различными типами пересечений деформационных полос с учетом начала и конца ДП. Таким образом, мы имеем три типа узлов, являющихся: I – началом или концом ДП, X – пересечением одной ДП с другой, Y – присоединением одной ДП к другой (рис. 3). Отделениями называются секции между узлами. После подсчета количества всех узлов и отделений степень пересечения сети ДП вычисляется по формуле:

$$C_B = \frac{3N_Y + 4N_X}{N_B},$$

$$N_B = \frac{N_I + 3N_Y + 4N_X}{2},$$

где N_X , N_Y , N_I , и N_B показывают количество X, Y, I узлов и отделений соответственно. Интенсивность ДП вычисляется по следующей формуле:

$$P_{21} = \frac{\sum L}{A},$$

где $\sum L$, A являются суммой длин ДП и площадью изучения соответственно.

Некоторые части исследуемого пласта были либо недоступны для исследования, либо не обнажены для качественного оцифрования. Следовательно, было реализовано контролируемое стохастическое моделирование на основе статистических параметров ДП, таких как длина, ориентация в пространстве (т.е. угол отклонения от севера), а также количество ДП на квадратный метр. Таким образом, было создано 50 реализаций геологических моделей. Важно отметить, что стохастические ДП были только в пустых зонах, а исходные ДП не были видоизменены каким либо образом ни в одной из реализаций.

Одним из ключевых параметров для симуляции потока флюидов является пористость и проницаемость самой деформационной полосы. Неопределенность значений заключается в том, что экспериментальное измерение петрофизических свойств ДП не представляется возможным в связи с физическими размерами. Следовательно, данные параметры измеряются косвенным путем. Согласно данным, собранным по всему миру, (Fossen et al., 2017), уменьшение проницаемости варьируется от 0 до 6 порядков и зависит как от множества параметров самой породы, так и внешних факторов.

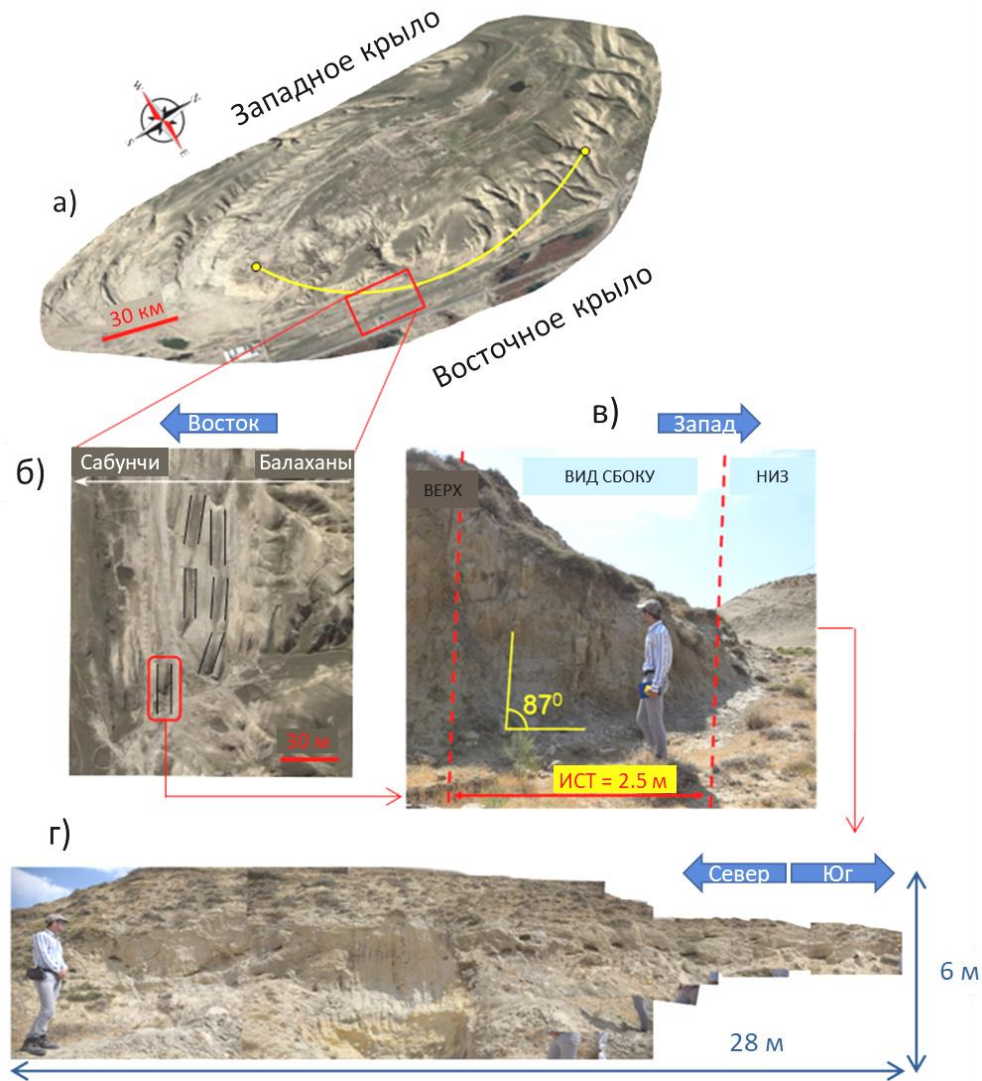


Рис. 1. а) Спутниковое изображение Ясамальской антиклинали, с исследуемыми участками, обведенными желтым; б) Увеличенный сегмент, показывающий последовательность слоев Балаханы-Сабунчи; в) Вид сбоку оцифрованного пласта; г) Вид спереди поверхности оцифрованного пласта

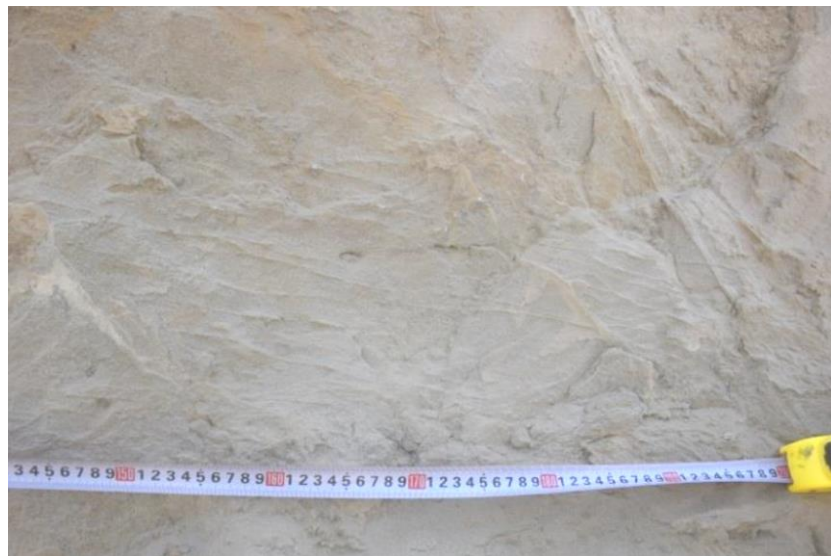


Рис. 2. Фрагмент оцифрованного пласта – неконсолидированный песчаник. Тонкие горизонтальные линии являются деформационными полосами

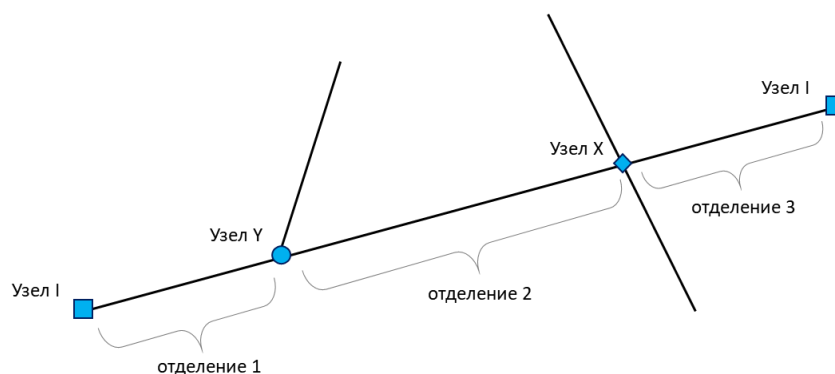


Рис. 3. Схематическое представление топологии пересеченных деформационных полос с I, X, Y узлами (квадраты, круг и ромб соответственно) и отделениями

Ниже приведены некоторые характеристики двумерных моделей Ясамальского пласта для симуляции потока флюидов:

- количество ячеек в модели: 67200 (560x120x1);
- размеры ячеек: 5x5x5 см;
- проницаемость в ячейке без деформационной полосы: 200 мДарси;
- проницаемость в ячейке с деформационной полосой (каждое значение соответствует одному сценарию той же реализации): 0, 0.0002, 0.002, 0.02, 0.2 мДарси.

Нагнетающая воду скважина находится внизу, в то время как добыча флюидов происходит в верхнем ряду ячеек (рис. 4). Режимы работы скважин во всех симуляциях одинаковы и контролируются забойными давлениями 4500 и 8000 фунтов на дюйм для добывающей и нагнетающей скважин соответственно. При давлении насыщения 4400 фунтов на дюйм выделения газа в пласте не происходит.

Результаты

Рис. 4 предоставляет пример распределения водонасыщенности в конце симуляций различных сценариев проницаемости деформационных полос, происходящего 83 года. В первую очередь стоит отметить наличие регионов с малоэффективным вытеснением нефти, приводящим к большим значениям остаточной нефти, а следовательно – к понижению нефтеотдачи. Чем больше проницаемость деформационных полос, тем больше конечная нефтеотдача, подтвержденная сравнением сценариев на рис. 4 (сверху-вниз проницаемость ДП растет, вытеснение нефти водой и нефтеотдача также). Следует также отметить, что при сравнении сценариев основной характер распределения воды на качественном уровне остается одинаковым.

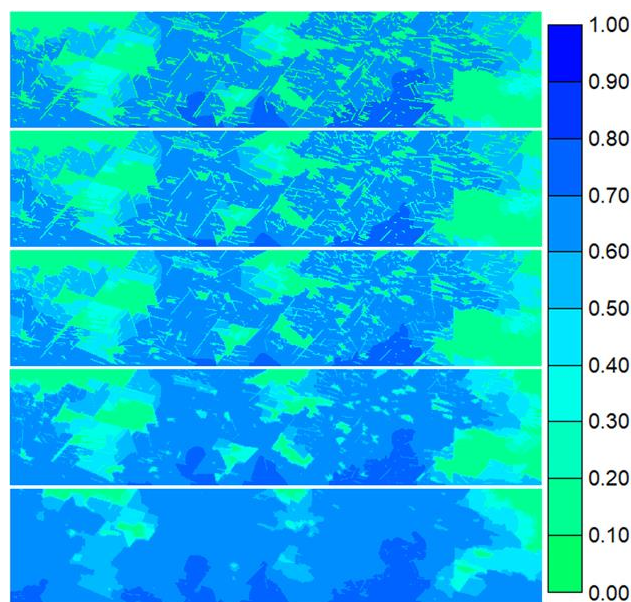


Рис. 4. Распределение водонасыщенности в конце периода симуляции водонагнетания. Сверху-вниз предоставлены сценарии по значению проницаемости в деформационных полосах: ноль, уменьшение на 6 порядков, на 5 порядков, на 4 порядка и на 3 порядка соответственно. Вода нагнетается скважиной снизу, добыча происходит скважиной сверху

Стоит упомянуть, что было создано 50 реализаций моделей для симуляции на основе оцифрованного пласта Ясамальской долины. Конечная нефтеотдача после 83 лет водонагнетания варьируется между 31-54, 32-57, 37-60, 48-65 и 65-74 процентов соответственно сценарию проницаемости ДП. Рис. 5 представляет распределение конечной нефтеотдачи каждого сценария. Таблица приводит подсчет трех перцентилей для всех сценариев: P10, P50, P90. Как видно из значений P50, сценарии с проницаемостью деформационных полос, равных 0, 0.0002 и 0.002, очень близки, и разница от одного результата к другому составляет около двух процентов. Разница значений P50 растет при сравнении сценариев между уменьшением на 5 и 4 порядков, а также на 4 и 3 порядка.

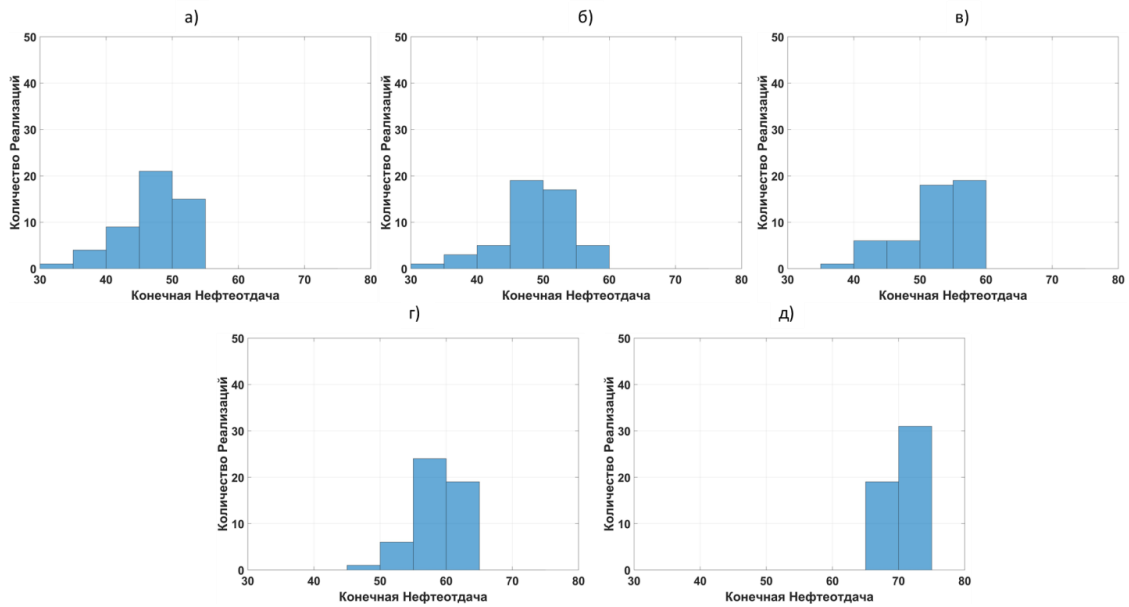


Рис. 5. Распределение конечной нефтеотдачи пласта при различных проницаемостях деформационных полос: а) равной нулю; б) уменьшенной на 6 порядков; в) уменьшенной на 5 порядков; г) уменьшенной на 4 порядка; д) уменьшенной на 3 порядка.

Значения процентилей по конечной нефтеотдаче соответствующих сценариев

Сценарий	P10	P50	P90
Ноль проницаемость	39.8	47.4	52.47
Умен. на 6 порядков	41.51	49.49	54.99
Умен. на 5 порядков	43.7	52.3	57.94
Умен. на 4 порядка	52.07	58.46	63.11
Умен. на 3 порядка	67.59	71.13	72.96

Для определения зависимости нефтеотдачи от изменения проницаемости деформационных полос было исследовано влияние увеличения проницаемости ДП на увеличение конечной нефтеотдачи (рис. 6). Было избрано семь реализаций, в том числе реализации с минимальным и максимальным значением конечной нефтеотдачи. Анализ значений на рис. 6 показывает, что с уменьшением разницы порядка уменьшения проницаемости ДП, разница конечной нефтеотдачи возрастает.

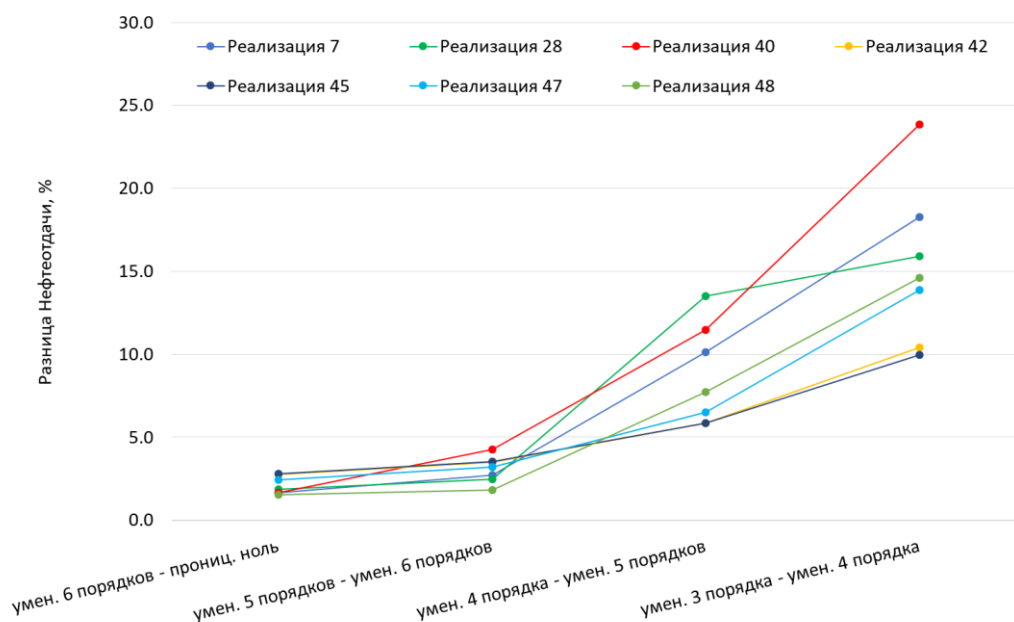


Рис. 6. Изменение разницы нефтеотдачи между сценариями с разными значениями проницаемости деформационных полос для избранных геологических реализаций

Одной из главных задач данной работы является исследование возможной зависимости между топологическими параметрами сети деформационных полос и конечной нефтеотдачей. На рис. 7 и 8 представлены значения конечной нефтеотдачи против степени пересечений и интенсивности ДП соответственно. Трендлинии всех сценариев, кроме моделей с уменьшением проницаемости ДП на 3 порядка, указывают, что с увеличением количества пересечений и интенсивности деформационных полос конечная нефтеотдача падает.

Как следует из коэффициентов детерминации R^2 (рис. 7), результаты уменьшения проницаемости ДП до нуля, на 6 и 5 порядков носят идентичный характер. Значения наклонов трендлин

практически одинаковы. У сценария с уменьшением на 4 порядка тенденция уменьшения нефтеотдачи также присутствует, хотя коэффициент детерминации сильно отличается от вышеупомянутых сценариев. Сценарий с уменьшением на 3 порядка не выявляет зависимости нефтеотдачи от степени пересечений.

Аналогичное поведение выявляется и в изучении зависимости конечной нефтеотдачи от интенсивности деформационных полос. Отличием является только то, что в данном случае уменьшение проницаемости на 4 порядка достаточно схоже по характеру со сценарием с меньшими проницаемостями. Зависимость нефтеотдачи от интенсивности ДП при уменьшении на 3 порядка также не наблюдается.

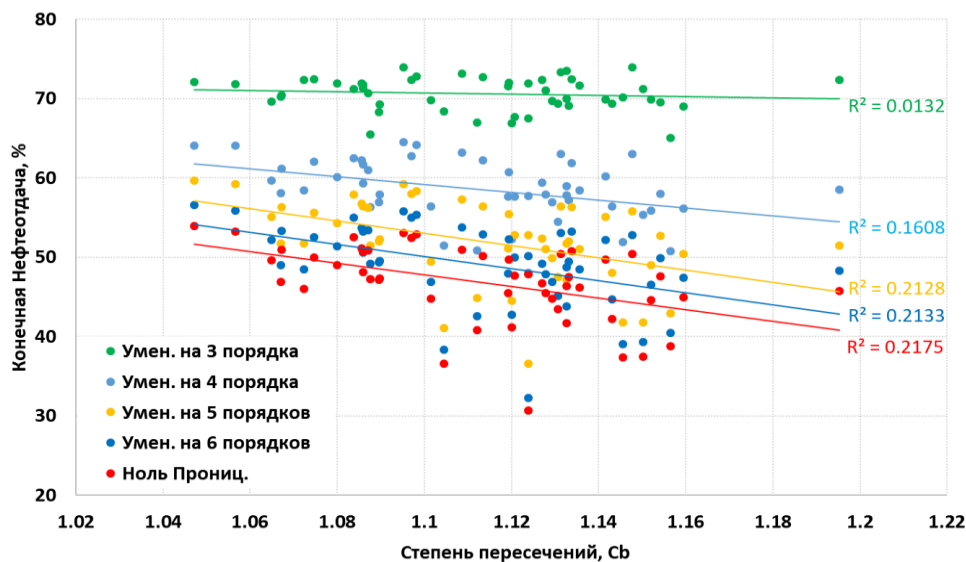


Рис. 7. Зависимость конечной нефтеотдачи от степени пересечений деформационных полос для различных сценариев значения проницаемости в деформационных полосах

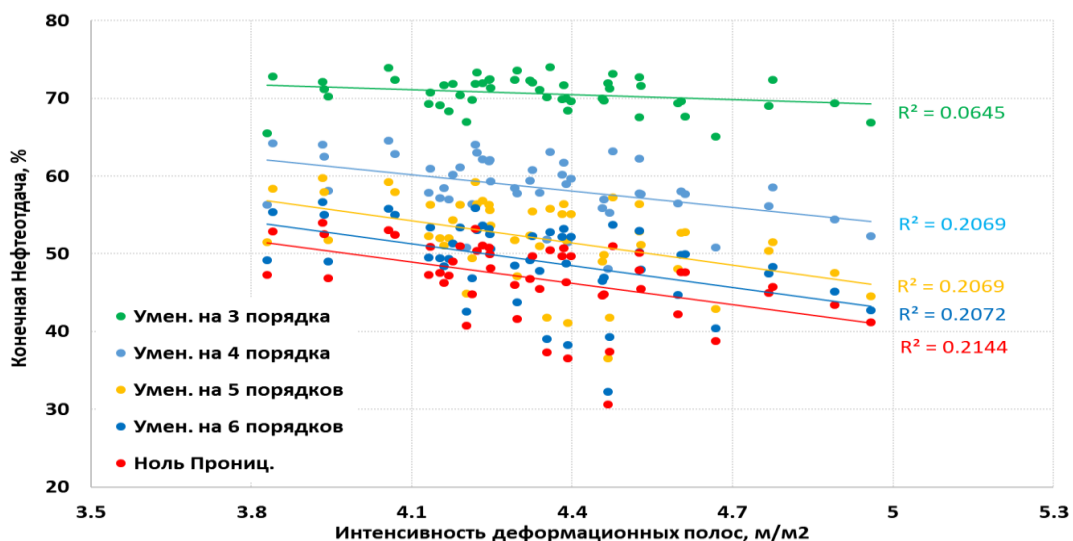


Рис. 8. Зависимость конечной нефтеотдачи от интенсивности деформационных полос для различных сценариев значения проницаемости в них

ЛИТЕРАТУРА

- Ализаде А.А., Ахмедов Г.А., Ахмедов А.М., Алиев А.К., Зейналов М.М. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. Наука. Москва, 1966, 233 с.
- Aydin A. Small faults formed as deformation bands in sandstone. Pure and Applied Geophysics, V. 116, No. 4-5, 1978, pp. 913-930.
- Fossen H., Soliva R., Ballas G., Trzaskos B., Cavalcante C., Schultz R.A. A review of deformation bands in reservoir sandstones: geometries, mechanisms and distribution. Geological Society, London, Special Publications, V. 459, 2017, pp. 9-33.
- Zuluaga L.F., Rotevatn A., Keilegavlen E., Fossen H. The effect of deformation bands on simulated fluid flow within fault-propagation fold trap types: Lessons from the San Rafael monocline, Utah. AAPG Bulletin, V. 100, No. 10, 2016, pp. 1523-1540.
- Rotevatn A., Sandve H., Keilegavlen E., Kolyukhin D., Fossen H. Deformation bands and their impact on fluid flow in sandstone reservoirs: The role of natural thickness variations. Geofluids, V. 13, No. 10, 2013, pp. 359-371.

REFERENCES

- Aydin A. Small faults formed as deformation bands in sandstone. Pure and Applied Geophysics, V. 116, No. 4-5, 1978, pp. 913-930.
- Alizadeh A.A., Akhmedov G.A., Akhmedov A.M., Aliyev A.K., Zeynalov M.M. Geology of the oil and gas fields of Azerbaijan. Nauka. Moscow, 1966, 233 p. (in Russian).
- Fossen H., Soliva R., Ballas G., Trzaskos B., Cavalcante C., Schultz R.A. A review of deformation bands in reservoir sandstones: geometries, mechanisms and distribution. Geological Society, London, Special Publications, V. 459, 2017, pp. 9-33.
- Zuluaga L.F., Rotevatn A., Keilegavlen E., Fossen H. The effect of deformation bands on simulated fluid flow within fault-propagation fold trap types: Lessons from the San Rafael monocline, Utah. AAPG Bulletin, V. 100, No. 10, 2016, pp. 1523-1540.
- Rotevatn A., Sandve H., Keilegavlen E., Kolyukhin D., Fossen H. Deformation bands and their impact on fluid flow in sandstone reservoirs: The role of natural thickness variations. Geofluids, V. 13, No. 10, 2013, pp. 359-371.

СИМУЛЯЦИЯ ПОТОКА ФЛЮИДОВ В ПЛАСТАХ С ДЕФОРМАЦИОННЫМИ ПОЛОСАМИ
ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕФТЕОТДАЧИ И ЕЁ ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТОПОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
СЕТИ ДЕФОРМАЦИОННЫХ ПОЛОС ПЕСЧАНИКА ЯСАМАЛЬСКОЙ ДОЛИНЫ

Алхаслы Ш.Б.

Университет Хазар

AZ1096, Баку, ул. М. Гянджеви 11: hniknafs@khazar.org

Резюме. Данная работа акцентирована на оценке нефтеотдачи пластов с деформационными полосами (ДП) а также выявлении зависимости конечной нефтеотдачи от топологических параметров сетки деформационных полос песчаника Ясамальской долины. Были изучены свиты Балаханы и Сабунчи восточного крыла Ясамальской антиклинали. Было создано пятьдесят геологических моделей на основе сетки деформационной сетки Ясамальской долины, которые были смоделированы с различными сценариями проницаемости деформационных полос. Входные данные для генерации этих реализаций выведены на основе оцифрованного пласта Ясамальской долины с обилием деформационных полос. Моделирование двухфазного потока флюидов показывают, что наличие деформационных полос может значительно снизить конечный коэффициент нефтеотдачи. Наличие пятидесяти реализаций позволяет изучить спектр конечных коэффициентов нефтеотдачи, в частности среднее, наименее и наиболее вероятные значения. Результаты указывают, что при понижении проницаемости деформационных полос до $0, 2 \cdot 10^{-6}, 2 \cdot 10^{-5}, 2 \cdot 10^{-4}$ милли Дарси конечная нефтеотдача значительно пониженная, в то время как эффект при проницаемости $2 \cdot 10^{-3}$ незначителен. Схожая ситуация наблюдается в зависимости конечной нефтеотдачи от топологических параметров, где наибольшая связь присуща для тех же значений проницаемости. Было выяснено, что существует связь между значениями конечной нефтеотдачи пластов и топологическими параметрами. На основе данных, полученных для Ясамальской долины, в работе предоставлена методика оценки эффекта сетки деформационных полос для различных сценариев на конечную нефтеотдачу, и указано также на связь результатов динамических исследований с топологическими параметрами (степень пересечений и интенсивность) геологических моделей.

Ключевые слова: деформационные полосы, Ясамальская долина, симуляция потока флюидов в пластах с деформационными полосами, топология деформационных полос

DEFORMASIYA ZOLAQLI LAYLARDA NEFT ƏMSALININ QIYMƏTLƏNDİRİLMƏSİ ÜÇÜN
MAYE AXININ SİMULYASIYASI VƏ ONUN YASAMAL DƏRƏSİNİN DEFORMASIYA
ZOLAQLARININ TOPOLOGİYASINDAN ASLILİĞİNİN ÖYRƏNİLMƏSİ

Alxash Ş.B.

Xəzər Universiteti

AZ1096, Bakı, M. Gəncəvi küç., 11: hniknafs@khazar.org

Xülasə. Tədqiqatın əsas məqsədi deformasiya zolaqlı laylarda neft əmsalının qiymətləndirilməsi və onun Yasamal dərəsinin deformasiya zolaqları əsasında topologiyasından asılılığının öyrənilməsidir. Yasamal dərəsinin sol qanadındakı Balaxanı və Səbuñçu lay dəstələri öyrənilmişdir. Yasamal dərəsinin deformasiya zolaqları şəbəkəsi əsasında əlli geoloji model yaradılmış, və deformasiya zolaqlarının keçiriciliyinin müxtəlif ssenariləri ilə ikifazlı maye axınları simulyasiya edilmişdir. Suvurma simulyasiyalarının əsasında bildirmək olar ki, qumdaşı laylarında deformasiya zolaqlarının olması yekun neftvermə əmsalını əhəmiyyətli dərəcədə azaldır. Bunu da qeyd etmək vacibdir ki, geoloji modellərin sayı əlli olması yekun neftvermə əmsalı qiymətinin müəyyən diapazonunu öyrənməyə imkan yaradır. Həmçinin, neftvermə əmsalının ən az, ən çox və orta ehtimali qiymətləri hesablanmışdır. Nəticələrə əsasən, deforma-

siya zolaqlarının keçiriciliyin 0 , $2 \cdot 10^{-6}$, $2 \cdot 10^{-5}$, $2 \cdot 10^{-4}$ mDarsi-yə qədər azaldığı halda neft əmsalına böyük təsiri var, lakin bu rəqəm $2 \cdot 10^{-3}$ olduqda təsirin minimal olması aydın olur. Oxşar tendensiya neft əmsalının topoloji parametrlərlə əlaqəsində müşahidə olunur. Yekun neftvermə əmsalı qiymətinin və topoloji parametrlər arasında əlaqənin mövcud olduğu müşahidə edilmişdir. Yasamal dərəsindən əldə edilən məlumatlar əsasında, bu işdə deformasiya zolaqlı qumdaşı laylarının neftvermə əmsalının qiymətləndirilməsinin metodikası qurulmuşdur və bu müxtəlif ssenarilər üçün deformasiya zolaqları şəbəkəsinin son neftvermə əmsalına təsirini qiymətləndirməyə imkan vermiş və dinamik nəticələri geoloji modellərin deformasiya zolaqlarının kəsişməsi və intensivliyi kimi topoloji parametrlərlə ilə əlaqələndirmişdir.

Açar sözlər: *deformasiya zolaqları, Yasamal dərəsi, deformasiya zolaqlı laylarda maye axınının simulyasiyası, deformasiya zolaqlarının topologiyası*